

## О ПРОГНОЗЕ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ПЛАСТОВ ТЕРРИГЕННОГО ДЕВОНА В ПРЕДЕЛАХ СЕВЕРО-ТАТАРСКОГО СВОДА

Зачастую прогнозируемая низкая нефтенасыщенность пластов терригенного девона по данным ГИС не соответствует получаемым притокам нефти из скважин. В статье сравниваются результаты интерпретации данных ГИС по стандартной обработке в Елабужском УГР ООО «ТНГ-Групп» и на кафедре ГИС Российского государственного университета нефти и газа и даются рекомендации на предмет более качественного определения нефтенасыщенности.

*Ключевые слова:* нефтенасыщенность, терригенный девон, Северо-Татарский свод, геофизические исследования скважин (ГИС).

Терригенная толща девона за пределами Ромашкинского месторождения на современном этапе геологического изучения территории Республики Татарстан, в основном, характеризуется открытием небольших по размерам залежей нефти, стратиграфически приуроченных к пластам кыновского (тиманского), пашийского и муллинского горизонтов и тектонически – к юго-восточному склону Северо-Татарского свода (СТС) и склонам Южно-Татарского свода (ЮТС). Залежи нефти, связанные с терригенными отложениями девона, характеризуются хорошими коллекторскими свойствами продуктивных пластов (пористость – от 14 до 24 %, проницаемость – от 0,2 до 1,3 мкм<sup>2</sup>) и невысокой вязкостью насыщающей их нефти (1 – 5 мПа с), что правомерно делает их наиболее привлекательными с точки зрения будущей разработки по сравнению с открываемыми скоплениями углеводородов в отложениях нижнего и, тем более, среднего карбона.

При опоисковании такого рода объектов существуют в настоящее время, на наш взгляд, две основные проблемы:

1) значительное расхождение данных бурения с данными сейсморазведки МОГТ 2Д при прогнозировании глубины залегания пластов терригенного девона;

2) неоднозначный прогноз нефтенасыщенности продуктивных пластов терригенного девона по данным геофизических исследований скважин (ГИС).

Первая проблема давно уже обсуждается геологической общественностью Татарстана, и надо сказать, что геофизики ООО «ТНГ-Групп» с ней довольно успешно справляются, но теоретические основы сейсморазведки, как известно, не позволяют давать однозначный прогноз при поисках малоамплитудных поднятий (< 5 м).

Однако, в данной работе поднимается проблема № 2, а именно: неоднозначный прогноз нефтенасыщенности продуктивных пластов терригенного девона по данным геофизических исследований скважин (ГИС). Дело в том, что зачастую прогнозируемая низкая нефтенасыщенность пластов терригенного девона по данным ГИС не соответствует получаемым притокам нефти из скважин. Как известно, для принятия решения на спуск эксплуатационной колонны с целью дальнейшего вызова притока нефти путём перфорации и понижения уровня жидкости в скважине являются данные керн, ГИС и определение прито-

ности (КИИ-146 и ОПК) (Ананьев и др., 2000).

В основном на предмет проверки промышленной нефтенасыщенности вскрытых бурением девонских пластов служат данные керн и ГИС. И здесь следует рассмотреть случаи, когда нефтенасыщенность вскрытых девонских пластов прогнозируется по ГИС либо невысокой (40 – 58%), либо выдается заключение об остаточном нефтенасыщении (<40%). При опробовании через колонну из таких пластов получают и притоки нефти, и притоки нефти в промышленных количествах с водой, и притоки воды с небольшим количеством нефти, и притоки пластовой воды, и, наконец, пласт в результате оказывается бесприточным. По керну в таких случаях, как правило, нефтенасыщенность пласта не вызывает сомнений.

Надо сказать, что керн, представленный литологически кварцевыми песчаниками, по показателю нефтенасыщенности выглядит практически одинаково и при равномерном нефтенасыщении, и при остаточном. Такая неопределённость объясняется тем, что при визуальном осмотре поднятого керн просматривается только поверхность нефтенасыщенной породы, которая одинаково выглядит и при нормальном (равномерном) нефтенасыщении, и при остаточном нефтенасыщении в промытой породе. Все дальнейшие лабораторные методы, в основном, косвенного характера (центрифугирование), дают в образцах с первоначальным разным характером нефтенасыщения одинаковые значения нефтенасыщенности, соответствующие образцам с предельно высоким нефтенасыщением в силу определения остаточной водонасыщенности на предельно высоких оборотах центрифуги, без учёта положения образца от поверхности ВНК.

Естественно, в таких случаях неоднозначного определения нефтенасыщенности правильный ответ может дать только прямой метод определения первоначальной насыщенности керн нефтью и водой (метод Закса). Однако, при вскрытии пласта на обычном глинистом растворе и этот метод может показать неправильные результаты в связи с проникновением в пласт фильтрата бурового раствора. В таких случаях наиболее целесообразным был бы отбор керн на растворах с безводной основой и более того, способом изоляции керн на забое, в последнее время начинающем применяться в ОАО «Татнефть» (Хисамов и др., 2007).

Кроме того, на наш взгляд, следует обратить внимание на факт вскрытия девонских отложений на достаточно «тяжёлых» глинистых растворах в связи с залеганием выше по разрезу так называемой сарайлинской толщи, стратиграфически соответствующей малиновскому надгоризонту и характеризующейся при бурении обвалами и осыпями. Параметры глинистого раствора при вскрытии коллекторских толщ в карбонатном и терригенном девоне составляют: плотность – 1,22 – 1,24 г/см<sup>3</sup>, вязкость – 35 сек, водоотдача – 5 – 8 см<sup>3</sup>. Естественно, такие параметры глинистого раствора не могут не сказаться на состоянии призабойной зоны пластов, которая после вскрытия характеризуется как глубокой зоной проникновения фильтра глинистого раствора, так и высокими значениями коэффициента призабойной закупорки.

Ниже приводятся несколько примеров, свидетельствующих о неоднозначности данных ГИС на предмет прогнозирования нефтенасыщенности (Рис. 1, 2).

**1-й пример.** В скважине № 724 Тлянчи-Тамакской площади признаки нефти по керну были отмечены в пласте D<sub>0</sub> кыновского горизонта. Здесь, по данным ГИС, в терригенном девоне отмечается слабая нефтенасыщенность трёх прослоев (1649,5 – 1650,5; 1658 – 1658,6; 1659,5 – 1660,1), которые на основании интерпретации каротажного материала имели следующие коллекторские параметры (по данным ГИС): пористость – от 15,9 до 22,0%; нефтенасыщенность от 48 до 60,5%; сопротивление – от 2,0 до 5,6 ом·м.

По всем геолого-геофизическим предпосылкам опробование в колонне этих отложений в скважине № 724 дало бы положительный результат, то есть была бы получена нефть, так как есть примеры, когда даже при опробовании низкоомных пластов терригенного девона были получены хорошие притоки нефти. К таким скважинам можно отнести № 702 Тлянчи-Тамакскую (пористость – 14%; нефтенасыщенность – 47,3%; сопротивление – 3,9 ом·м; по ЯМК флюид подвижный, дебит – 4,8 м<sup>3</sup>/сут) и № 643 Привятскую (пористость – 16,8; нефтенасыщенность – 62,2%, сопротивление – 5,9 ом·м, дебит – 6 м<sup>3</sup>/сут).

Однако, скв. № 724 была ликвидирована по геологическим причинам без спуска эксплуатационной колонны.

**2-й пример.** Поисковая скв. № 628 была заложена на Западно-Уткинском поднятии с целью поиска залежей нефти. Основанием для ее бурения послужили: • наличие поднятия размером 1,5×0,7 км по отражающему горизонту «Д», соответствующего кровле саргаевского горизонта; • приуроченность поднятия к так называемым «линиям наиболее вероятного прогноза нефтеносности» (Ананьев и др., 2006); • наличие небольшой по размерам нейроаномалии.

По данным сейсморазведки кровля отражающего горизонта «Д» прогнозировалась на абсолютной отметке – 1515 м. В процессе бурения саргаевский горизонт в скв. 628 был вскрыт на абс. отм. – 1503,7 м. То есть наблюдаемое 11-метровое несоответствие между данными ГИС и сейсморазведки лишний раз подтверждает низкое качество выполняемых сейсморазведочных работ при картировании отражающего горизонта «Д».

Данные ГИС скважины № 628 подверглись двойной интерпретации: вначале по стандартной обработке в Елабужском УГР ООО «ТНГ-Групп», а затем на кафедре ГИС Российского государственного университета нефти и газа (ООО «НПП ГЕТЭК», г. Москва). В дальнейшем по ходу изложе-

ния заключение Елабужской конторы будет условно называться ГИС-1, а заключение ООО «НПП ГЕТЭК» – ГИС-2.

По данным керна, ГИС-1 и ГИС-2 были выделены два перспективных для освоения объекта в отложениях тиманского горизонта. Ниже приводится сопоставление данных керна, ГИС, опробования через эксплуатационную колонну этих объектов.

**1-й объект** был перфорирован в интервале 1654,0 – 1656,0 м. По данным керна здесь выделяются два эффективных прослоя, разделённых прослоем уплотнённых алевролитов. Эффективные прослоя по керну представлены песчаником серовато-тёмно-коричневым, плотным, крепко сцементированным, слабо нефтенасыщенным.

По данным ГИС-1 и ГИС-2 в интервале 1-ого объекта выделяются также, как и по керну, три прослоя, характеристика которых ниже по тексту будет дана в сравнении первого заключения со вторым.

По ГИС-1 в интервале 1654,0 – 1654,9 м коллектор характеризуется как терригенный, слабо нефтенасыщенный. Его пористость составляет 22 %, нефтенасыщенность – 61%, глинистость – 1,4 %, сопротивление – 3,4 ом·м. По ГИС-2 этому пропластку соответствует пропласток, выделенный в интервале 1653,8 – 1654,6 м. Его пористость несколько ниже, чем по ГИС-1, и составляет 20,3 %, глинистость гораздо выше и находится на уровне 5,5 %, сопротивление почти в два раза больше и составляет 6,5 ом·м, нефтенасыщенность существенно меньше, чем по ГИС-1, и равна 45 %.

В интервале 1654,9 – 1655,4 м вскрытые породы по керну характеризуются как алевролиты зеленовато-светло-серые, плотные, средней крепости, слоистые; по данным ГИС-1 как породы плотные, а по данным ГИС-2 в интервале 1654,6 – 1655,1 м как породы с пористостью – 17,6 %, нефтенасыщенностью – 33 %, глинистостью – 5,2 %, сопротивлением – 5,5 ом·м.

В интервале 1655,4 – 1656,0 м коллектор по данным керна характеризуется как песчаник зеленовато-светло-серый и светло-серый, плотный, средней крепости, водоносный. По ГИС-1 – это терригенный, глинистый (11%) коллектор, остаточный нефтенасыщенный. Пористость данного песчаника по данным ГИС-1 составляет 20,2%, глинистость – 11 %, сопротивление – 3,9 ом·м, нефтенасыщенность – остаточная. Параметры пропластка, выделенного по данным ГИС-2, близки по значениям данным ГИС-1 и составляют 20,1 % для пористости; 8,4 % для глинистости; 4,8 ом·м для сопротивления и 38 % для нефтенасыщенности.

Если сравнивать параметры самого верхнего пропластка (1654,0 – 1654,9 м) данного интервала с параметрами пластов, из которых были получены притоки нефти на Восточно-Анзирском месторождении, например, скважины № 669 и 670, то можно сказать, что они мало чем отличаются друг от друга. Однако, здесь следует оговориться на предмет того, что мы имеем дело в этих двух случаях с двумя разными по размеру залежами с одинаковой высотой переходной зоны толщиной около 1 м, обусловленной капиллярной пропиткой от поверхности ВНК. В случае с Восточно-Анзирским месторождением такой интервал залегаёт достаточно высоко от ВНК и из него получают при опробовании чистую нефть, а в случае с Западно-Уткинским поднятием интервал опробования находится в водонефтяной зоне и из него получают притоки воды.

При освоении 1-го объекта с 19 декабря по 22 декабря

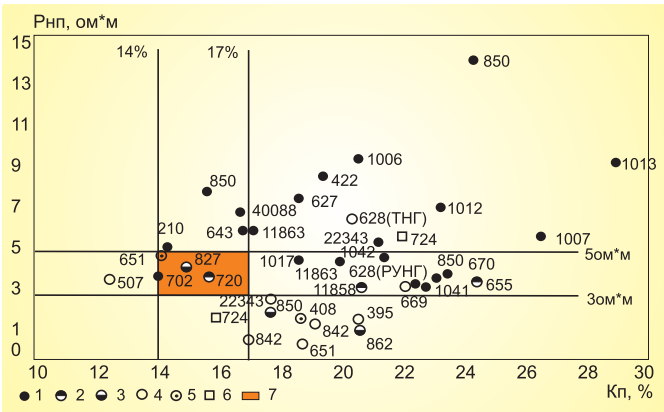


Рис. 1. Зависимость пористость – сопротивление интервалов опробования в терригенной толще девона. 1 – нефть; 2 – нефть с водой; 3 – вода с нефтью; 4 – вода; 5 – отсутствие притока; 6 – неосвоенная скважина; 7 – зона неопределенности.

2006 г. в скв. № 628 было получено 13 м<sup>3</sup> воды плотностью 1,16 г/см<sup>3</sup> и 5 м<sup>3</sup> пластовой воды плотностью 1,18 г/см<sup>3</sup>. Дебит скважины составил 2,9 м<sup>3</sup>/сут с уровня 900 м.

**2-й объект** в скв. № 628 был перфорирован в интервале 1649,8-1650,8 м. Керном объект не охарактеризован, так как отбор керна был начат с глубины 1651 м. По данным ГИС-1 в интервале 1649,8 – 1650,8 м выделяется один эффективный прослой, характеризующийся как терригенный коллектор с неясным насыщением. По ГИС-1 количественные параметры объекта составляют: пористость – 21,6 %, глинистость – 1,8 %, сопротивление – 3,9 ом·м, нефтенасыщенность – 58,8 %. По ГИС-2 эффективный нефтенасыщенный прослой выделяется в интервале 1650,0 – 1650,7 м, и его величина пористости 19,8% практически соответствует значению пористости по ГИС-1. Значение глинистости 5,1% несопоставимо с данными глинистости по ГИС-1. Величина сопротивления 11,5 ом·м в три раза больше значения, выдаваемого по ГИС-1. Нефтенасыщенность, равная 64%, сопоставима с величиной, полученной по ГИС-1.

При освоении 2-го объекта с 12 января по 22 января 2007 года было получено 11,55 м<sup>3</sup> воды плотностью 1,0 г/см<sup>3</sup> и 0,9 м<sup>3</sup> воды плотностью 1,02 г/см<sup>3</sup>. Согласно акта опробования сделан вывод о бесприточности осваиваемого интервала, что подтверждает более обоснованное значение глинистости, полученное по данным ГИС-2.

Согласно «Методических указаний по поискам и раз-

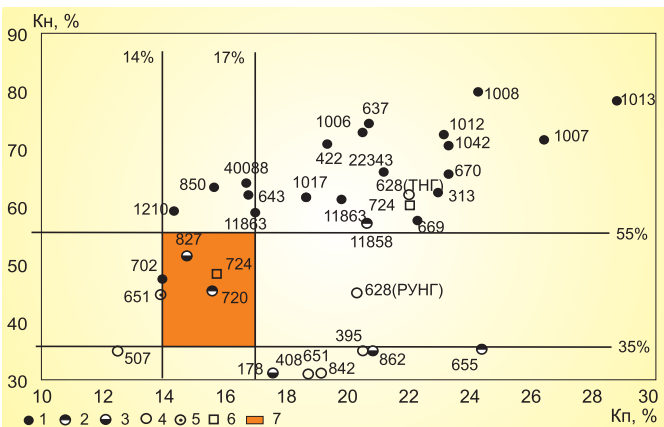


Рис. 2. Зависимость пористость – нефтенасыщенность интервалов опробования в терригенной толще девона. 1 – нефть; 2 – нефть с водой; 3 – вода с нефтью; 4 – вода; 5 – отсутствие притока; 6 – неосвоенная скважина; 7 – зона неопределенности.

ведке мелких месторождений нефти (до I млн. т) и газа (до 3 млрд. м<sup>3</sup>)» (1988) поисковое бурение считается завершённым при следующих условиях: • получены положительные результаты, т.е. получен промышленный приток нефти и газа; • установлены непромышленные скопления углеводородов, вследствие чего продолжение поисковых работ является экономически нецелесообразным; • однозначно установлена бесперспективность площади (отсутствие ловушек, обводненность коллекторов, отсутствие их в разрезе и т.д.).

В случае с Западно-Уткинской структурой имеет место быть третья причина на предмет завершения поискового бурения на данном поднятии (обводненность коллекторов).

**Свежий пример.** Местом для заложения скв. № 655 на Анзиркинском поднятии послужили: • наиболее приподнятый участок отражающего горизонта «Д» на Анзиркинском поднятии; • зона развития коллекторов значительной толщины в терригенном девоне (все скважины, пробуренные на прилегающей площади, в девоне вскрыли пласты-коллекторы, что предполагает их наличие и на Анзиркинском поднятии); • нахождение поднятия на пересечении линий наиболее вероятного прогноза нефтеносности терригенных отложений девона; • наличие нефтеперспективной аномалии по данным нейрокompьютерного анализа («нейросейсм»); • наличие нефтеперспективного объекта по результатам аэрокосмогеологических, неотектонических и гидрогеологических исследований, а также высокоточной магниторазведки.

По данным сейсморазведки кровля отражающего горизонта «Д» прогнозировалась на абс. отметке –1490 м. В процессе бурения саргаевский горизонт в скв. 655 был вскрыт на отм. –1498,2 м. То есть скважина, по сути дела, «провалилась», и наблюдаемое 8-метровое несоответствие между данными ГИС и сейсморазведки лишний раз подтверждает низкое качество выполняемых сейсморазведочных работ при картировании отражающего горизонта «Д».

По данным ГИС отмечается остаточное нефтенасыщение в терригенных отложениях муллинского горизонта (интервал 1671.5 – 1672.6 м (абс. отм. – 1513.7 – 1514.8)) и битуминозность в карбонатах семилукского горизонта (инт. 1625 – 1625.7, 1629.0 – 1629.6, 1644.2 – 1646.2, 1646.8 – 1648.4 м).

К сожалению, керн из наиболее перспективного терригенного интервала муллинского горизонта не поднят. О его нефтенасыщенности можно было судить только по результатам ГИС и выполнению работ опробователем пласта на кабеле (ОПК). По данным ГИС, как уже указывалось выше, зафиксированы пористость – 24,4 %, сопротивление – 3,6 ом·м и остаточное нефтенасыщение ( $\leq 35\%$ ), а по данным ОПК с глубины 1672.7 м поднят 16 литров жидкости, из всего объёма которой 1 л приходится на нефть и фильтрат бурового раствора с плотностью 0.99 г/см<sup>3</sup>. С глубины 1673.3 м поднят 15 литров жидкости, из всего объёма которой 2 л приходится на нефть и фильтрат бурового раствора с плотностью 1.00 г/см<sup>3</sup>.

На основании имеющейся информации было принято решение о спуске эксплуатационной колонны с целью опробования муллинских отложений. По результатам проведённых работ было получено самоизливом через 5-мм штуцер за 10,5 часов 6 м<sup>3</sup> жидкости при среднем содержании воды 26,6 % с плотностью 1,172 г/см<sup>3</sup>. При пересчёте потенциальный суточный дебит составит около 18 м<sup>3</sup> жидкости при содержании воды в добываемой продукции около 35%, то есть дебит по нефти составит 10 т/сут при деп-

рессии на продуктивный пласт около 0,2 МПа.

В заключение, по результатам освоения скважины № 628 на Западно-Уткинском поднятии следует отметить, что присутствие в её разрезе по данным ГИС и керна нефтенасыщенных прослоев говорит в пользу наличия мало-размерной ловушки в районе Западно-Уткинского поднятия. Данное обстоятельство подтверждается результатами освоения 1-го объекта: на глубинах 1654,0 – 1654,9 м, что соответствует абс. отметкам – 1520,7 – 1521,6 м по результатам бурения была вскрыта очень мелкая промытая водой залежь нефти высотой 0,9 м. Если перфорации был бы подвергнут только инт. 1654 – 1654,9 без нижележащей части 1654,9 – 1656,0 м, то всё равно была бы получена вода. Это обстоятельство объясняется размерами залежи, которая, по сути дела, «промыта» пластовой водой, поднимающейся вследствие капиллярной пропитки от ВНК.

Вероятно, для более обоснованного спуска эксплуатационной колонны не помешало бы определять первоначальную нефтенасыщенность коллекторов на аппаратах Закса с целью сравнения их с данными ГИС. Для этого необходимы запарафинированные (изолированные от воздействия атмосферного воздуха) образцы керна.

Заключение РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина сыграло свою роль для определения качества подсчётных параметров в ОАО «Татнефтегеофизика». Можно однозначно сказать, что по палеткам ОАО «Татнефтегеофизика» и РГУ в терригенном девоне неоднозначно трактуются нефтенасыщенность и глинистость коллекторов.

При освоении объектов в терригенном девоне с подшоженной водой следует применять технологию «обратного конуса», что предотвращало бы быстрое конусообразование в призабойной зоне.

Приобретённый опыт при бурении скв. 628 на Западно-Уткинском и № 655 на Анзиркинском поднятиях следует, на наш взгляд, применять и при бурении последующих скважин в пределах юго-восточного склона Северо-Татарского свода. В этой связи, в первую очередь, следует обеспечить:

- вскрытие терригенных отложений девона на растворах с меньшей плотностью, обеспечивающих равновесие пластового и забойного давлений;
- отбор изолированного керна с оперативной передачей его в петрофизическую лабораторию на предмет определения первоначальной нефтенасыщенности;
- с учётом рекомендаций ООО «НПП ГЕТЭК» в дополнение к стандартному комплексу ГИС выполнение новых видов каротажей (БК, ГГК, ИННК, ВАК);
- интерпретацию ГИС в РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина (ООО «НПП ГЕТЭК»);
- применение технологии «обратного конуса» (Технология снижения..., 2001), предотвращающей быстрое конусообразование в призабойной зоне.

Для более качественного вскрытия терригенных отложений девона предлагается пересмотреть применяемую конструкцию скважины, а именно: эксплуатационную колонну спускать до подошвы репера «аяксы», а оставшуюся часть терригенного разреза вскрывать долотом меньшего диаметра 1) при отборе керна на растворах с безводной основой и более того способом изоляции керна на забое, а 2) при эксплуатационном бурении – на растворах с меньшей плотностью, обеспечивающей равновесие пластового и забойного давлений.

## Литература

Ананьев В.В., Драгунов А.А., Чинарёв А.М. Направления работ с целью поиска залежей нефти в терригенной толще девона в пределах северной и северо-восточной частей Республики Татарстан. *Георесурсы*. № 2(19). 2006. 6-8.

Ананьев В.В., Тимин М.Н., Гилязова Т.В. Прогнозирование нефтепродуктивности карбонатов турнейского яруса Мелекесской впадины по комплексу геолого-геофизических признаков. *Природные резервуары углеводородов и их деформации в процессе разработки нефтяных месторождений*: Материалы Всероссийской научной конференции. Казань: изд-во КГУ. 2000. 53-54.

Хисамов Р.С., Динмухамедов Р.Ш., Мусин К.М., Фомичев А.В. Исследования керна с сохранением пластовых свойств для уточнения геологии и контроля за заводнением на поздней стадии разработки месторождений. *Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и природных битумов*: Мат-лы Межд. научно-практ. конф. Казань: изд-во «ФЭН». 2007. 624-628.

Методические указания по поискам и разведке мелких месторождений нефти (до 1 млн. тонн) и газа (до 3 млрд. м³). М.: Миннефтепром СССР. 1988. 56 с.

Технология снижения интенсивности конусообразования в призабойной зоне скважин с ВНК (РД 39-01447585-231-01). Бу-гульма, ТатНИПИнефть. 2001.

### V.V. Ananiev, V.P. Nosko, D.V. Melnikov. Determining the oil content of the terrigenous Devonian within the North Tatarstan Arch.

In many cases, the low logging-predicted oil saturation of the terrigenous Devonian does not match the actual oil production rate. The paper reviews the results of the well logging data interpretation and issues guidelines for more reliable determination of oil saturation.

*Key words*: oil saturation, terrigenous Devonian, the North Tatarstan Arch.

Ананьев Виктор Валентинович, руководитель Департамента Министерства экологии и природных ресурсов Республики Татарстан.

420049, г. Казань, ул. Павлухина, д. 75. Тел.: (843)2676837.

Носко Владимир Петрович, зам. ген. директора ЗАО «РИТЭК-Внедрение», Москва.

Мельников Дмитрий Владимирович, главный геолог ЗАО «РИТЭК-Внедрение», Елабуга.

Альметьевск, 2008. 177 с.

## Эффективность выработки трудноизвлекаемых запасов нефти

Р.С. Хисамов

Рецензенты: Липаев А.А.,  
Абдулмизитов Р.Г.



Учебное пособие рекомендуется для углубленного изучения и расширения знаний в области геологии, разработки и повышения коэффициента нефтеизвлечения месторождений и залежей нефти, содержащих трудноизвлекаемые категории запасов, на примере месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Пособие предназначено для студентов дневной, вечерней и заочной форм обучения специальности 090600 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

УДК 622.276.1/4 ББК 26.343.1